

Школа Инженерная школа природного ресурса  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы Нефтегазовое дело

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Обоснование применения эффективных технологий при разработке залежей высоковязкой нефти</b>

УДК 622.276:665.6.035.6-026.732.-022.225

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Кабиканова Пангуль Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульников М.Р.	К.Г.Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимов Т.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	ПК-25, ПК-26,) (АБЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АБЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)

Инженерная школа природные ресурсы

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Кабиканова Панагуль Сергеевна

Тема работы:

<b>Обоснование применения эффективных технологий разработки залежей высоковязкой нефти</b>	
Утверждена приказом директора	28.02.2020, №59-119/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
------------------------------------------	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Текст графических материалов исследовательских работ , фондовая и научная литература, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Рассмотреть критерии оценки эффективности методов добычи высоковязкой нефти и природных битумов. Предложить способы усовершенствования имеющихся технологий добычи высоковязкой нефти.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент Якимова Т.Б.
«Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина М.С.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
-------------------------------------------------------------------------------------------------	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Цибульников М.Р.	к.г.н.		03.03.2020

**Консультант**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Гладких М.А.			03.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Кабиканова Панагуль Сергеевна		03.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования Бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19
------------------------------------------	----

Дата контроля	Название раздела / вид работы	Максимальный балл/раздела
10.03.2020	1. Общие сведения о высоковязкой нефти	25
16.04.2020	2. Методы разработки месторождений высоковязкой нефти	25
25.05.2020	3. Социальная ответственность	20
04.06.2020	4. Финансовый менеджмент	20
10.06.2020	5. Оформление работы	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова М.Р.	К.Г.Н.		03.03.2020

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			03.03.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая звание	степень,	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Ю.А.				03.03.2020



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 76 страниц, 4 рисунка, 19 таблиц, 23 источников.

Ключевые слова: способы интенсификации добычи, карьерная добыча нефти, шахтная добыча, закачка горячего пара, высоковязкая нефть, бинарные смеси.

Объектом исследования являются методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой нефти.

Целью работы является технологическое обоснование применения методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи, а также исследование и сравнение их эффективности на месторождениях высоковязкой нефти с разными геологическими условиями.

Работа содержит статистический анализ типов добываемой нефти в мире. Теоретический обзор содержит данные по таким методам добычи высоковязкой нефти и природных битумов, как карьерная, шахтная добычи нефти. А так же рассмотрены методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях. В них входят закачка горячего пара, внутрипластовое горение, применение бинарных смесей.

Рассмотрены техника и технология различных методов добычи высоковязкой нефти, а так же их достоинства и недостатки, критерии и требования для применения.

Финансовая и социальная части включают в себя расчет экономической эффективности двух вариантов разработки месторождения термошахтным методом, а так же меры безопасности при проведении подземных работ.

## Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены сокращения:

СанПин – санитарные нормы и правила

ВДОГ – внутрипластовый очаг горения

ПТОС – паротепловая обработка скважины

ГОСТ – государственный стандарт

ППД – поддержание пластового давления

ВВН – высоковязкая нефть

НГБ – нефтегазоносный бассейн

КНС – кустовая насосная станция

НГК – нефтегазовый комплекс

ПЗС – призабойная зона скважины

КИП – контрольно-измерительный прибор

КПД – коэффициент полезного действия

РГС – радиально горизонтальная скважина

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ЗИП – запасные инструменты и принадлежности

НДС – налог на добавленную стоимость

ЧС – чрезвычайная ситуация

ВН – вязкая нефть

НШ – нефтяная шахта

БС – бинарная смесь

ГРП – гидроразрыв пласта

ГС – горизонтальная скважина

## Оглавление

Введение .....	13
1 Общие сведения о высоковязкой нефти.....	15
2 Методы разработки месторождений высоковязкой нефти .....	18
2.1 Карьерный метод добычи высоковязкой нефти.....	19
2.2 Шахтный метод добычи высоковязкой нефти. ....	19
2.3 Тепловые методы разработки месторождений высоковязкой нефти ..	23
2.3.1 Нагнетание горячего насыщенного водяного пара .....	23
2.3.2 Вытеснение углеводородов горячей водой.....	26
2.3.3 Внутрипластовое горение .....	26
2.4 Применения высокоэнергетических бинарных смесей.....	28
2.5 Совершенствование методов разработки высоковязких нефтей и природных битумов .....	30
2.5.1 Совершенствование системы нагнетания теплоносителя.....	30
2.5.2 Парогравитационный дренаж.....	32
3 Социальная ответственность.....	36
3.1 Введение .....	36
3.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	37
3.3 Производственная безопасность.....	38
3.4 Анализ вредных производственных факторов .....	39
3.5 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	44
3.6 Экологическая безопасность. ....	46
3.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	48
4 Финансовый менеджмент .....	54

4.1 Введение .....	54
4.2 Анализ конкурентных технических решений .....	55
4.3 SWOT-анализ .....	57
4.4 Планирование управления проектом .....	58
4.4.1 План проекта .....	58
4.4.2 Бюджет проводимого исследования.....	60
4.4.3 Основная заработная плата.....	62
4.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) .....	65
4.4.5 Накладные расходы .....	65
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	66
Заключение .....	71
Список использованных источников.....	73

## **Введение**

В наши время совершается неуклонное истощение нефтяных также газовых месторождений, разработка которых никак не считалась непростой задачей. Подобные месторождения находятся в завершающей стадии разработки и в ближайшем будущем будут истощены. Лёгкая нефть подходит к концу и структура запасов лучше не становится. По этой причине на пути у современных разработчиков стоит задача разработки трудно извлекаемых запасов и увеличения степени выработки месторождений вязкой нефти.

Одним из факторов, оказывающих большое влияние на осложнённость добычи нефти, считается высокая вязкость нефти. В России приблизительно половина всех запасов нефти считаются трудно извлекаемыми. Аналогичные месторождения преимущественно находятся в центральной также приволжской частях России. Разработка подобных месторождений потребует вложения больших инвестиций, введения инновационных технологий и наличия квалифицированных специалистов. В результате, для достижения рентабельности месторождений с высоковязкой нефтью, необходимо изучение современных технологий и их усовершенствование.

Объектом исследования являются методы повышения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой нефти.

Целью работы является технологическое обоснование применения методов интенсификации притока и повышения нефтеотдачи, а также исследование и сравнение их эффективности на месторождениях высоковязкой нефти с различными геологическими условиями.

В работе будут рассмотрены техника и технологии добычи вязких нефтей, Методы разработки месторождений трудно извлекаемых запасов, методы увеличения нефтеотдачи при добыче высоковязкой нефти и природных битумов. Обоснование мероприятий по повышению нефтеотдачи на месторождениях, добыча на которых осложнена высоковязкой нефтью. Заключение работы будет

являться обобщение методов разработки и определение их экономической целесообразности

## **1 Общие сведения о высоковязкой нефти**

С каждым днём в мире возрастает употребление нефтепродуктов. С каждым месяцем возрастает темп роста потребления продуктов нефтяной и газовой отрасли. Государства импортёры склонны оплачивать большие средства за высококачественные сорта лёгкой нефти, что собственно приводит к быстрому истощению природных резервов «лёгкой нефти». В итоге разработка месторождений высоковязкой нефти становятся перспективной задачей для стран не ближнего востока. Высоковязкие нефти также природные битумы становятся значимым сырьем для экономики нашего государства. Подобная нефть считается нужной для промышленности. Постройка дорог, сооружений, химические изготовления, производство пластика и фармацевтика и ещё много других иных сфер, для которых высоковязкая нефть и битумы считаются дорогим сырьем. Битумы являются источником разных редчайших компонентов, подобных как никель, ванадий, кадмий, олово, ртуть, кобальт, серебро также прочие вещества.

Геологические запасы высоковязкой нефти и битумов в России составляет от 6 до 75 млрд. тонн, однако их применение требует использования специальных дорогостоящих технологий, так как они сложны в переработке, из-за высокой вязкости их сложно перекачивать, они плохо протекают в скважине, и даже при больших запасах трудно отбирать большие дебиты. Высоковязкие нефти на рынке стоят дешевле, относятся к категории низкосортных, и особой охоты за ними, с целью получения больших прибылей пока нет, поэтому не многие российские компании готовы вкладывать значительные средства в разработку месторождений и переработку высоковязких нефтей.

Обычно коллекторы месторождений тяжелых нефтей характеризуются достаточно высокими емкостными свойствами. Значения пористости могут лежать в пределах от 20% до 45%. При этом для коллекторов характерна расчлененность также существенная неоднородность фильтрационных свойств (проницаемость может изменяться от сотых долей до нескольких единиц  $\text{мкм}^2$ ).

Месторождения тяжелых нефтей попадают на всех диапазонах глубин от 300 метров до глубин свыше 1500 метров. При этом доля балансовых запасов высоковязких нефтей расположенных на глубинах свыше 1500 метров составляет только 5% всех запасов. Более важные по запасам месторождения расположены в диапазонах глубин 1000–1500 метров. Весьма за частую месторождения высоковязкой нефти представляют собой сложную многопластовую систему, в которой различные этажи нефтеносности имеют не только различные емкостно-фильтрационные свойства, но и отличные друг от друга свойства пластового флюида.

Ключевые месторождения природных битумов размещаются на внешних бортах мезозой-кайнозойских краевых прогибов, примыкающих к щитам и сводам древних платформ (Канадский, Гвианский щиты, Оленекский свод). Месторождения могут быть пластовые, жильные, штокверковые. Пластовые месторождения (до 60 м) включают, тысячи квадратных километров (Атабаска, Канада).

Жильные также штокверковые месторождения формируются на путях вертикальной миграции углеводородов по тектоническим трещинам, зонам региональных разрывов. Крупнейшие жильные тела в Турции (Харбол, Авгамасья) достигают длины 3,5 км при мощности 20 – 80 м и прослеживаются до глубины 500 м. Покровные залежи образуются за счет излившихся нефтей. Известны так называемые асфальтовые озера (Охинское на Сахалине, Пич-Лейк на о. Тринидад, Гуаноко в Венесуэле).

В России главные перспективы поиска природных битумов, связаны с породами пермских отложений центральных районов Волго-Уральской битумонефтегазоносной провинции, т.е. как раз на той территории, где запасы обычной нефти выработаны в наибольшей мере по сравнению с другими нефтедобывающими регионами России. Почти 36% запасов битумов России находятся на территории Татарстана, который по этому показателю занимает



ведущее место в стране. Большая часть скоплений битумов в пермских отложениях Татарии приурочена к пластам, залегающим на глубине от 50 до 400 м и охватывающим почти весь разрез пермской системы. Битумная часть пермских отложений представляет собой сложнопостроенную толщу карбонатных и терригенных коллекторов, образующих природные резервуары с широким диапазоном коллекторских свойств. Другие регионы сосредоточения природных битумов представлены территориями Самарской, Оренбургской областей, Северного Сахалина, Северного Кавказа, Республики Коми и некоторыми областями Сибири.[4]

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа и более высоких температуры и давления в недрах. Поэтому для целей подсчета запасов, рациональной разработки месторождений, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей эти свойства определяются отдельно. В стандартных условиях основными параметрами нефтей являются плотность, молекулярная масса, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях - давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

Классификация базируется на таких физико-химических свойствах, как плотность и вязкость. По плотности и вязкости нефти делятся на 5 групп[2].

Таблица 1.1 -Классификация нефти по плотности

Плотность нефти при 20 <sup>о</sup> и 0,1 МПа, г/см <sup>3</sup>	Типы нефти
До 0,83	Особа легкая
0,831-0,85	Легкая
0,851-0,87	Средняя

0,871-0,895	Тяжелая
Более 0,895	Битуминозная

Таблица 1.2 -Классификация нефти по вязкости

Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	Типы нефти
До 5,0	Незначительной вязкости
От 5,1 до 10,0	Маловязкая
От 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
От 30,1 до 200,0	Высоковязкая
Более 200,0	Сверхвязкая

## 2 Методы разработки месторождений высоковязкой нефти

Существуют различные способы разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками. Применимость той или иной технологии разработки обуславливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями и т.д. Высокие значения вязкости и плотности нефти делают невыполнимой добычу без использования методов повышения нефтеотдачи с самого начала разработки нефтяного месторождения.

Подбирая тот или иной способ разработки следует учитывать различные факторы: геологические, литологические, физико–химические, технологические, экономические.

## **2.1 Карьерный метод добычи высоковязкой нефти**

Суть карьерного метода заключается в создании открытого карьера, или нефтяного разреза. Из него извлекается горная порода, насыщенная углеводородами. Эту породу доставляет на перерабатывающие установки, в которых породу отделяют от углеводородов. Далее отделённые углеводороды отправляют на переработку на нефтеперерабатывающий завод. На заводе сырьё перерабатывают в необходимый продукт. Оставшаяся горная порода используется в строительстве дорог или израсходуется на нужды предприятия.

Разработка месторождения карьерным методом для добычи нефти существуют ряд условий. Главное условие – маленькая глубина залегания нефтенасыщенной горной породы. Глубина кратера не превышает 400 м. Так же важными являются благоприятные экономические и геологические показатели разработки[3]

## **2.2 Шахтный метод добычи высоковязкой нефти.**

Данный метод основывается на создании подземных горных выработок. Обычно такой метод используется для добычи высоковязкой нефти или природных битумов в следствии его эффективности для таких случаев. Существует две системы разработки шахтным методом: дренажные и очистные.

В дренажной системе добыча происходит добывающими скважинами, пробуренными в подземные горные выработки, в которых скапливается нефть и из которых она откачивается насосами. Этот метод можно использовать только в случае текучести нефти, которую можно достичь с помощью применения тепловых методов.

Очистные системы подразумевают под собой разрушение горной породы во время проведения взрывных работ и последующее извлечение нефтенасыщенной породы на поверхность. Далее порода отправляется на заводы по переработке нефти для отделения нефти. Саму горную породу в дальнейшем используют в

качестве сырья для химической отрасли, либо используют в качестве строительного материала.

Основным достоинством шахтной добычи нефти является непосредственный контакт с нефтяным пластом. Такой контакт позволяет достичь полноценного вскрытия коллектора и достижение максимальной нефтеотдачи.

Шахтный метод разработки месторождения осуществим только в случаях, в которых продуктивный пласт не окружен активными законтурными водами. Порода должна быть твердой для избегания осыпей и завалов.

При термошахтном методе разработки нефтенасыщенная порода не поднимается на поверхность. В пласт закачиваются теплоносители циклическим способом, а скважины располагаются плотной сеткой вдоль горных выработок или трещин, соединяющих коллектор.

Зона дренирования увеличивается за счет плотной сетки скважин, тем самым облегчая закачку теплоносителя в подогреваемую часть пласта.

Есть несколько систем разработки: панельная, одногоризонтальная, двугоризонтальная, двухярусная, одногоризонтная, и двухярусная с оконтуривающими нагнетательными выработками.

В случае двухярусной системы пар нагнетают в коллектор с вышележащего горизонта с помощью вертикальных и наклонно направленных нагнетательных скважин. Нефть откачивается из пологовосходящих добывающих скважин. Такая система наиболее равномерно охватывает пласт дренированием и тепловым воздействием (Рисунок 2.1)

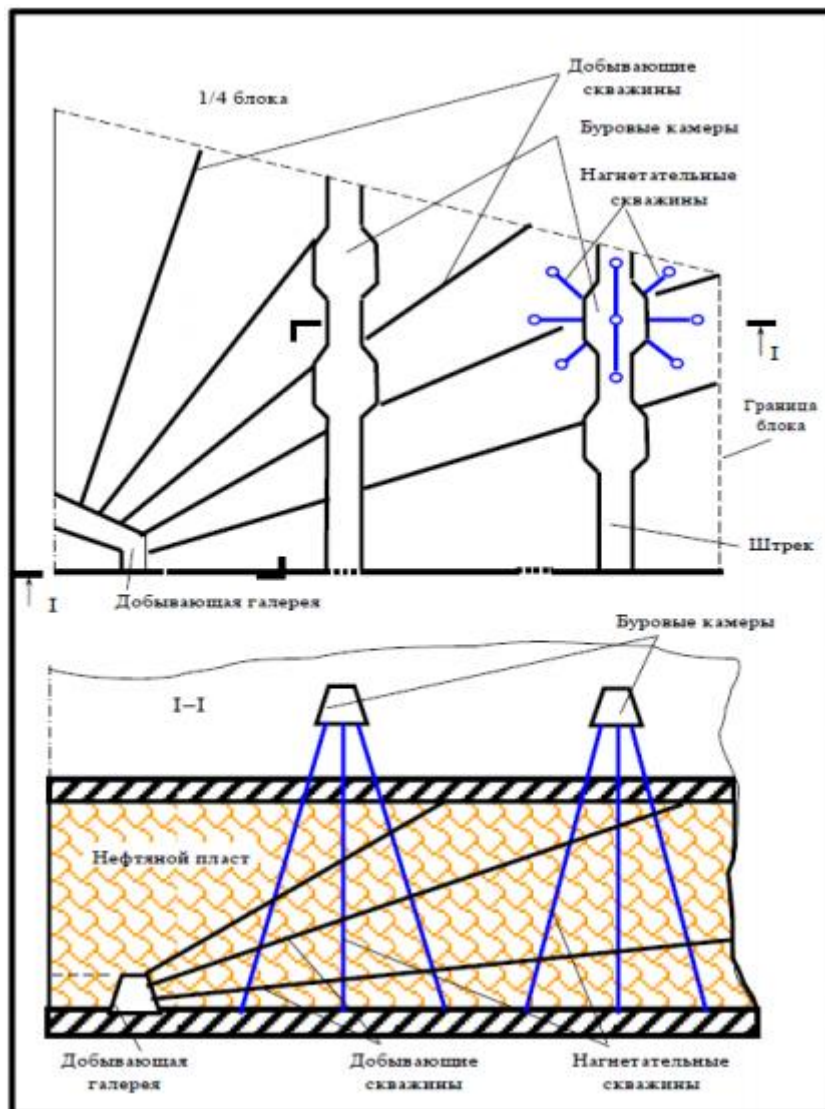


Рисунок 2.1 – Схема двухгоризонтной системы термошахтной разработки

В случае одногоризонтной системы разработки необходимо пробурить нагнетательные и эксплуатационные скважины из одной общей галереи, которая может находиться внутри коллектора либо ниже него. Такое исполнение позволяет сократить работы по созданию горных выработок в 2,5 раза. Однако, исполнение такого метода может привести к прорыву пара в горные выработки, что негативно скажется на техническом персонале

Основным отличием одногоризонтной системы с нагнетательными оконтуривающими галереями является то, что буровые работы проводятся из подземных горных выработок. Дополнительные нагнетательные скважины

пробурируются на границах разрабатываемой части коллектора с последующей закачкой пара в определённой последовательности.

Использование подземно – поверхностной системы подразумевает нагнетание пара в коллектор через нагнетательные скважины вертикального типа. Далее происходит перераспределение пара по площади коллектора, которое происходит под действием специальной парораспределительной скважины, пробуренной к забоям нагнетательных скважин (Рисунок 3.2)

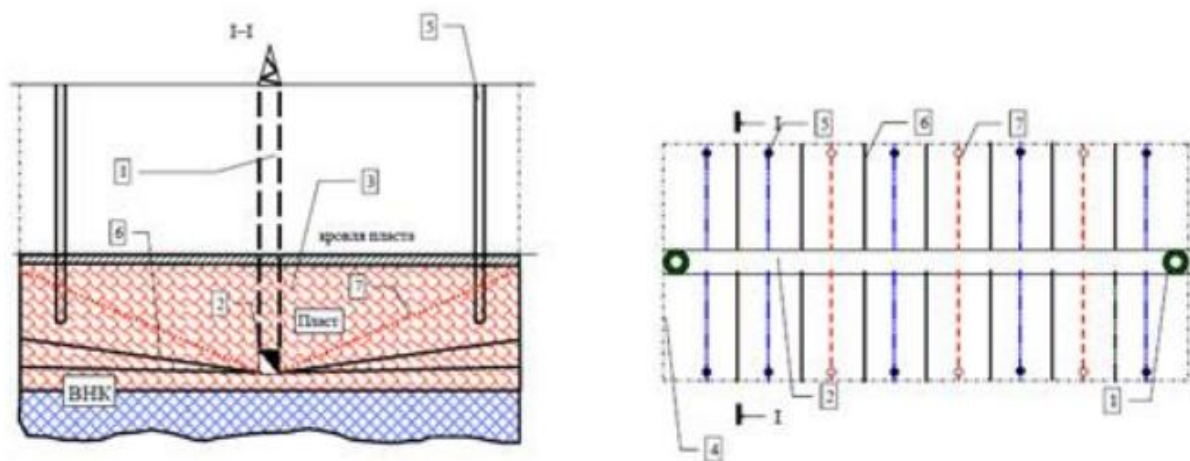


Рисунок 2.2 – Схема подземно-поверхностной системы термошахтной разработки.

Условные обозначения:

1. Шахтный ствол
2. Галерея
3. Нефтяной пласт
4. Граница участка
5. Скважина с поверхности нагнетательная
6. Добывающая скважина
7. Парораспределительная скважина

## **2.3 Тепловые методы разработки месторождений высоковязкой нефти**

Тепловой метод является одним из наиболее распространённых методов при добычи высоковязких нефтей. Данный метод позволяет осуществлять одновременно термодинамическое и гидродинамическое воздействие. Закаченное тепло влияет на все компоненты внутри коллектора (газ, жидкость, твёрдые тела), что серьезно изменяет фильтрационные условия и механические связи. Благодаря этому наблюдается снижение вязкости нефти и возрастание её подвижности.

Существующие тепловые методы делят на три группы: закачка горячего пара или воды, внутрискважинное горение, обработка призабойной зоны пласта (ПЗП).

### **2.3.1 Нагнетание горячего насыщенного водяного пара**

Суть процесса паротепловой обработки скважин (ПТОС) в циклической закачке пара через насосы – компрессорные трубы (НКТ) в добывающую скважину. Этот процесс проделывают для прогрева ПЗП, удаления отложений парафина и уменьшения вязкости нефти в области контура питания скважины. Цикл выглядит следующим образом: закачка пара, выдержка, добыча разогретого флюида. Процесс регулярно повторяется и проводится на протяжении стадии разработки месторождения.

Недостатком данного метода является незначительная зона нагрева коллектора, уменьшение дебитов после проведения большого числа циклов и уменьшение добычи нефти.

Циркулярный вариант нагревания ПЗП заключается в нагнетании горячего водяного пара по обсадным колоннам с последующей откачкой флюида через НКТ. Для возможности применения этого метода требуется однородный пласт с высокими мощностями и высокими значениями проницаемости в вертикальном векторе.

Такой метод не требует остановки скважины для обработки, в результате мы имеем бесперебойную добычу нефти.

Недостатками являются потери тепла, возможная деформация обсадных колонн в связи с их нагревом, не большая область охвата пласта прогревом, необходимость оборудования скважин пакерами и применение насосных установок с широкими диапазонами рабочих температур

Площадной вариант подразумевает закачку горячего пара в пласт через нагнетательные скважины. Создаётся оторочка из пара и конденсированной горячей воды. Благодаря этому происходит одновременно процесс прогрева пласта и процесс вытеснения нефти по фронту коллектора.

Этот способ приводит к наибольшему увеличению нефтеотдачи за счет большой области, которая прогревается паром.

Главным недостатком такой технологии является рост обводнённости. Закачиваемый пар является пересыщенным и в пластовых условиях он неизбежно превратится в воду. Также для осуществления этого метода требуются высокие затраты тепловой энергии для превращения воды в горячий пар, и наличие специальных установок. Вследствие этого данный метод может оказаться не выгодным с экономической точки зрения.

Тепловая обработка ПЗП позволяет обработать лишь малую часть коллектора, что приводит к низкому коэффициенту извлечения нефти (15-20%). Поэтому ПТОС целесообразно применять одновременно с комплексом других тепловых методов вытеснения нефти

Промысловые и лабораторные эксперименты говорят нам о том, что горячий водяной пар является эффективным рабочим агентом, используемым для увеличения нефтеотдачи.

Высокие температуры пара прогревают коллектор и уменьшают вязкость нефти. Коэффициент охвата тепловым воздействием растёт, что приводит к повышению нефтеотдачи. Помимо уменьшения вязкости происходит расширение нефти, изменение её подвижности, расширение пласта. Всё это, в конечном итоге приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти.



По мере продвижения теплового фронта, тепловая энергия будет рассеиваться. Для снижения эффекта рассеивания тепла, пар закачивают в мощные пласты. Наибольший эффект достигается в коллекторах с толщиной 15 метров и более.

Как было сказано выше, для того, чтобы закачать пар в пласт необходимо его получить, нагреть и сжать. Для этого используют парогенератор, который имеет требования к качеству воды. Необходимо получить пар теплоёмкостью около 5000 кДж/кг и насыщенностью не менее 80%. Вода должна быть очищена от механических примесей. Допустимое количество взвешанных твердых частиц не более 0,005 мг/л. В воде должны отсутствовать органические примеси (нефть), ионы минералов кальция, магния, железа.

В итоге вода требует больших расходов на подготовку различными химическими, механическими методами с применением дорогостоящих химических реагентов и механических фильтров. Процесс производства требует для себя около 30% всех затрат на обработку.

Одной из важнейших проблем при закачке водяного пара является снижение коэффициента охвата. Дело в том, что подвижность нефти и воды гораздо выше, чем подвижность нефти и пара. В результате коэффициент охвата вытеснением при использовании насыщенного пара ниже, чем при закачке воды. Еще одной проблемой данного метода является снижение температуры пара по мере движения в скважине. Потери тепловой энергии достигают 3-4% на каждые 100 метров глубины скважины.

Если коллектор залегает на больших глубинах, то потери тепловой энергии в обсадной колонне могут достигать 40-50%. В результате эффект от закачки горячего пара в пласт снижается. Если нагревать пар до более высокой температуры, то серьезно увеличатся экономические расходы на проведение технологического процесса. Конечно, для снижения потерь по длине скважины можно использовать термоизоляцию паронагнетательных труб, но при их

использовании возникает несколько технических задач. До самого устья скважины колонна должны быть зацементирована термостойким упругим цементом с содержанием кремнезёма от 40% до 60%.

### **2.3.2 Вытеснение углеводородов горячей водой**

В случаях высокой глубины залегания пласта, технической и экономической точек зрения, выгоднее закачивать в коллектор горячую воду. При использовании такого метода вода под большим давлением нагревается до температуры около 200 °С. При высоких значениях давления (25 Мпа) энтальпия горячей воды, пара, горячей пароводяной смеси не отличается.

Увеличение нефтеотдачи происходит за счёт снижения вязкости нефти. При нагнетании горячей воды в коллекторе образуется температурный фронт, постепенно смещающийся в сторону фильтрации теплоносителя. Вязкость нефти снижается, а отношение подвижной нефти к воде растёт. Помимо этого, происходит расширение нефти в коллекторе и уменьшение поверхностно молекулярного взаимодействия.

### **2.3.3 Внутрипластовое горение**

Технология внутрипластового горения заключается в образовании тепловой энергии внутри коллектора в результате экзотермической реакции окисления, которая протекает между нефтью в пласте и кислородом, нагнетаемым с поверхности в пласт через нагнетательные скважины.

В ходе окислительно – восстановительной реакции в области горения коллектора температура может возрастать до 700 °С . В результате горения нефть буквально выгорает прямо в пласте. Установлено, что в ходе процесса горения выгорает от 5 до 25% общих изначальных запасов нефти. Существует закономерность между количеством выгораемой нефти и вязкостью и плотностью нефти: чем больше вязкость и плотность, тем большее количество нефти выгорает.

Существует несколько технологических типов внутрипластового горения. Первым является прямоточный процесс горения, а вторым противоточный режим горения. В первом случае фронт горения внутри пласта движется на встречу потоку воздуха, нагнетаемого с поверхности. Фронт возникает у нагнетательных скважин, и постепенно перемещается в сторону добывающих. Такой технологический способ применяется для нетяжелых нефтей. Его недостатком является вытеснение нефти впереди фронта горения, в то время как её температура не многим отличается от пластовой.

При противоточном процессе фронт горения берёт свое начало у эксплуатационных скважин, а кислород подаётся через ствол центральной нагнетательной скважины. Благодаря этому тепловой фронт оказывается перед фронтом горения, что способствует увеличению эффективности применения метода внутрипластового горения для вытеснения нефти.

По типу горения различают еще несколько типов внутрипластового горения. При сухом горении в пласт закачивается сухой воздух без водяного пара, что приводит к быстро перемещающемуся фронту горения, который обгоняет тепловой фронт в 6-8 раз. В результате такого типа ВПГ происходит выгорание легких фракций нефти

Для осуществления влажного горения в воздух добавляют водяной пар. на  $100 \text{ м}^3$  воздуха приходится около  $5 \text{ м}^3$  воды. При контакте с породой вода превращается в пар, который выступает в роли переносчика тепла. Благодаря воде фронт тепла обгоняет фронт горения в 1,5-2 раза [6]. В добавок к этому применение небольшого количества вода может снизить расход воздуха и потребляемую компрессорной станцией мощность.

При увеличении водовоздушного соотношения больше критического значения, температура в области горения может снизиться слишком сильно и процесс горения перейдёт в процесс окисления.

Метод внутривпластового горения имеет следующие критерии применимости:

- Отсутствие трещиноватости;
- Отсутствие газовой шапки;
- Толщина пласта должна быть более трех метров;
- Глубина залегания залежи должна находиться в районе от 150м до 1,8км;
- Коллектор должен иметь проницаемость более 5мДа;
- Вязкость нефти не должна превышать 5000 мПа/с;
- Пористость коллектора должна быть больше 18%;

Главным недостатком ВПГ является невозможность применения других методов вытеснения после проведения ВПГ. Так же процесс горения является трудно контролируемым. Ну и на конец метод ВПГ требует бурения дополнительных скважин.

## **2.4 Применения высокоэнергетических бинарных смесей**

Несмотря на богатый опыт в применении паротепловой обработки для разработки месторождений с осложнёнными реологическими условиями, существует потребность в совершенствовании технологии теплового воздействия на пласт. Необходимо не только улучшать уже имеющиеся технологии, но и использовать принципиально другие методы.

Нагнетание в залеж бинарной смеси является одним из перспективных и научно исследуемых методов воздействия. Этот метод можно отнести к термохимическому воздействию на пласт, которое возникает в связи с выделением огромного количества тепла в результате протекания сложной химической реакции.

Тепловые методы являются самыми распространёнными методами воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Это связано с высокой эффективностью прогрева нефти.

Закачка горячего пара является одной из самых популярных технологий при разработке высоковязких нефтей. Однако данная технология имеет ряд недостатков. Главным является быстрое обводнение продуктивного пласта, высокие энергозатраты на создание пара, высокие потери тепла в стволе скважины.

Современные методы тепловой обработки могут быть улучшены, если использовать для прогрева нефти высокоэнергетические бинарные смеси. Бинарные смеси (БС) – жидкие растворы химических веществ. По отдельности не представляют из себя что либо стоящее, однако при соединении начинается экзотермическая реакция с выделением огромного количества тепла. Обычно такие смеси закачивают по двум отдельным стволам скважины, дабы избежать тепловых потерь при движении в скважине. Так же в ходе реакции выделяется газ, который служит переносчиком тепла.

Важным преимуществом БС перед закачкой пара является её содержание воды. В одной тонне БС содержится 25% воды. За счет этого снижается скорость обводнения пласта по сравнению с обработкой паром примерно в 10-20 раз. Расчёты показывают, что при применении бинарных смесей обводненность в 50% наступит после извлечения 80% геологических запасов пласта [11].

Существует несколько причин, по которым можно судить о перспективах применения БС:

- мало энергетические смеси можно использовать без увеличения обводненности на любых месторождениях высоковязкой нефти;
- Комбинирование методов нагнетания бинарных смесей и методов металотермии позволяет снижать процент обводнённости коллектора;

- при регулярном проведении термической обработки коллекторов можно в значительной степени ускорить процесс эксплуатации месторождения.

Можно добавить, что из-за потерь тепла в трубах, пар закачивают на глубину, обычно не превышающую значений в 900м. БС начинают реагировать уже после попадания в пласт, что позволяет избежать потерь тепловой энергии при движении жидкости по скважине.

## **2.5 Совершенствование методов разработки высоковязких нефтей и природных битумов**

### **2.5.1 Совершенствование системы нагнетания теплоносителя**

Систему нагнетания тепловой энергии можно усовершенствовать, если использовать для нагнетания тепла новые радиально-горизонтальные (РГС) скважины. Такие скважины отлично справляются с задачей локального воздействия на интервалы залежи, имеющие низкие показатели проницаемости. Результаты промышленных исследований говорят нам о том, что такие скважины могут увеличить коэффициент охвата пласта воздействием, что приводит к увеличению нефтеотдачи.

До недавнего времени РГС использовались только в качестве добычи нефти. Закачку в радиальные отводы пара, впервые применили на Усинском месторождении.

Метод бурения РГС даёт возможность из горизонтального ствола на расстоянии пяти метров пробурить вертикальные отводы протяженностью до ста пятидесяти метров и радиусом пятьдесят семь метров. Углы наклона РГС к горизонтальной плоскости могут принимать значения от 0 до 360 .

В таком случае, забой каждой скважины будет аналогичен вертикальной скважине, которая располагалась бы на месте его проводки. Использование горизонтальной и пологовосстающей эксплуатационной скважины, пробуренной

из подземной горной выработки, и радиальногоризонтальная нагнетательная скважина, пробуренная с поверхности земли, может быть начальным этапом для более новых и эффективных подземно-поверхностных систем.

На рисунке представлены схемы расположения радиально- горизонтальных скважин, которые способны создать условия в коллекторе в качестве плотности сетки скважин и теплового воздействия на пласт аналогичные или даже более интенсивные, чем при термошахтной разработке (Рисунок 3.3). Одновременно отпадает потребность пребывания людей в подземных горных выработках.

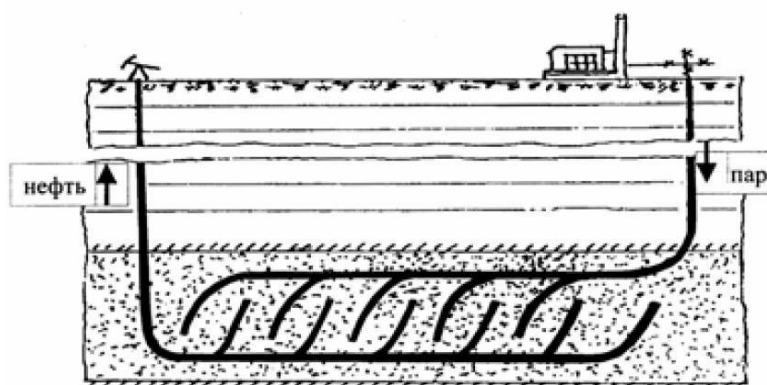


Рисунок 2.3 – Системы радиально-горизонтальных скважин для закачки пара и добычи нефти в вертикальной плоскости

Первые результаты опытно-промышленных работ по паротепловой обработке радиальных отводов, выполненные по восьми скважинам пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, получили хорошую оценку. Важнейшим из будущих вариантов разработки пермо-карбоновой залежи является, в том числе использование горизонтальных скважин (ГС).

Основная часть залежи разбурена вертикальными скважинами, расстояние между которыми составляет 150-200 м. Большая часть пробуренного фонда по техническим причинам не может быть использована для закачки в них пара[5]. Пароциклическая обработка таких скважин может быть осуществлена с использованием горизонтальных скважин, пробуренных между рядами вертикальных скважин (Рисунок 3.4).

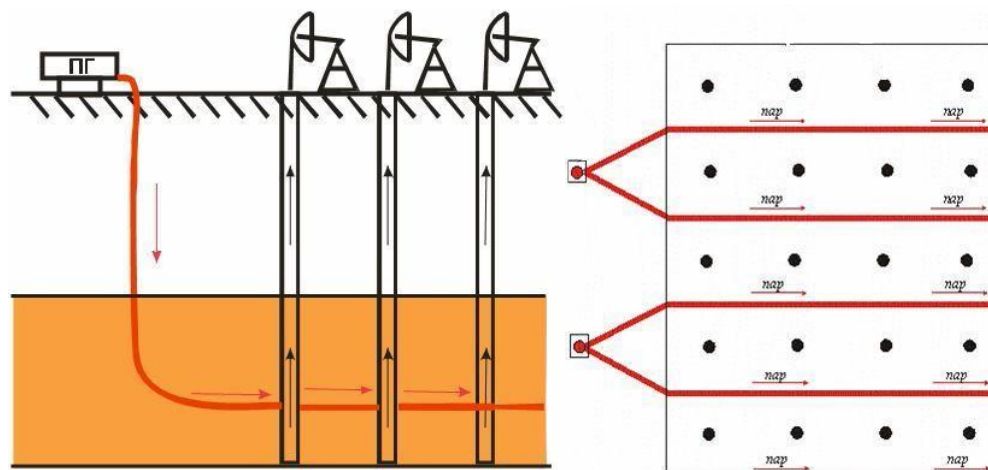


Рисунок 2.4 – Пароциклическая обработка пробуренных вертикальных скважин через горизонтальные

Если одна ГС создана с горизонтальной частью 500 м, то можно обработать паром около шести вертикальных добывающих скважин. Освоение технологии закачки пара через горизонтальные скважины – это единственный вариант ввода в тепловое воздействие больших запасов нефти (около 140 млн.т), расположенных в охранных зонах месторождения, где бурение вертикальных скважин невозможно. Важным преимуществом этой технологии можно назвать возможность применения на месторождении в любой стадии разработки. Применение на поздних стадиях серьезно снижает затраты на подготовительные работы [5].

### 2.5.2 Парогравитационный дренаж

Технология парогравитационного дренажа заключается в создании двух параллельных горизонтальных скважин, которые должны находиться одна над другой. Верхняя скважина используется для закачки пара в коллектор и для создания высокотемпературной паровой камеры.

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева. Эта стадия длится несколько месяцев и в течении неё происходит циркуляция пара в обеих скважинах. Во время этого происходит



распространение тепла благодаря явлению кондукции и осуществляется разогрев области коллектора между эксплуатационной и нагнетательной скважиной, снижается вязкость нефти в этой зоне и, тем самым, обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину.

Пар из верхней скважины проходит к кровле коллектора, создавая увеличивающуюся паровую камеру. Образуются зоны разных температур и на поверхности раздела температур происходит конденсация пара в воду, который впоследствии с подогретой нефтью стекается вниз к эксплуатационной скважине. По достижению паровой камеры кровли пласта, начинается её расширение по сторонам коллектора[6].

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Кабиканова Панагуль Сергеевна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Обоснование применения эффективных технологий при разработке залежей высоковязкой нефти</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: эффективные технологии при разработке.</p> <p>Область применения: месторождения высоковязкой нефти РФ. Мессояхское нефтеное месторождение.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.</li> <li>– ТК РФ Статья 219. Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда</li> <li>– ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</li> <li>– ГОСТ 21958-76. Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.</li> <li>– Специальные правовые нормы трудового законодательства (в соответствии с ТК РФ и другими нормами трудового законодательства)</li> </ul>

<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ вредных факторов, таких как: – повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. –повышенный уровень шума –высокая физическая и динамическая нагрузка –высокий уровень вибрационного воздействия Анализ опасных факторов, таких как: – электробезопасность; – пожаровзрывоопасность – Механические опасности электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: - выброс вредных веществ и т.п. -производственные отходы Гидросфера: -разлив нефти на воде и т.п. -аварии во время технологических операции Литосфера: -загрязнение почвы хим. веществами и т.п.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	– Возможные ЧС : обрушения пород, разрушения конструкции, пожары. – наиболее типичной ЧС: утечка токсичной и пожаровзрывоопасной продукции – превентивные меры по предупреждению ЧС; - действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
------------------------------------------------------	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Кабиканова Панагуль Сергеевна		

### **3 Социальная ответственность**

#### **3.1 Введение**

Система разработки месторождения природных битумов и высоковязкой нефти подразумевает под собой наличие скважин, для взаимодействия коллектор – поверхность. Для проведения технологических мероприятий требуется проведение комплексных работ по созданию системы подготовки закачиваемых материалов и путей их доставки в скважину.

В данной работе необходимо рассмотреть вредные и опасные, для человеческой жизни и природы в целом, производственные факторы, а также методы по их исключению.

В работе рассмотрен ряд месторождений высоковязкой нефти и природных битумов. Распространение таких месторождений преимущественно происходит по областям с резко континентальным климатом, который характеризуется большим колебанием температур. Наиболее опасной является добыча нефти шахтным методом.

### **3.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Право работников на здоровые и безопасные условия труда закрепляется в Трудовом кодексе РФ [14].

Режим рабочего времени работников устанавливается в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Конкретная продолжительность ежедневной работы (смены) определяется с учетом характера и специфики производства, а также условий труда.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать ГОСТ 12.2.049-80 [15], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях. Работников необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами,

согласно типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи спецобуви, одежды и других средств индивидуальной защиты, имеющих соответствующие сертификаты соответствия.

Работники, занятые на работах в опасных и вредных условиях труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы

### 3.3 Производственная безопасность

Работа операторов нефтяных шахт характеризуется совокупным воздействием опасных и вредных факторов, таких как вибрация, шумы, опасность разрушения конструкций, подземные пожары и т.д. Основные вредные и опасные производственные факторы (ВиОПФ) рассмотрены в Таблице 1.

Таблица 3.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Превышение уровня шума и вибрации		+	+	<p>Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [16].</p> <p>Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливают в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [17].</p> <p>Требования к безопасности связанные с повышением уровня вибрации устанавливается</p>
2.Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	
3.Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	

4.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	в ГОСТ 12.1.012.-90 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования. [18].  Требования к естественной и искусственной освещении устанавливается в СП 52.1330.2016[19].  Нормативный документ Р 2.2.2006-05
5.Высокая физическая и динамическая нагрузка	+	+	+	
6.Механические опасности электробезопасность	+	+	+	Общие требования пожарной безопасности устанавливается в ГОСТ 12.1.004- 91[20].
7.Пожаробезопаснос ть				В санитарных правилах и нормах даются общие требования к организации и оборудованию рабочих мест с ВДТ и ПЭВМ (СанПин 2.2.2/2.4.1340-03)[21].  Требования к безопасности труда(ССБТ). Оборудования производственное. Ограждения защитные устанавливается в ГОСТ 12.2.062-81[22]

### 3.4 Анализ вредных производственных факторов

При добычи нефти шахтным способом первым опасным фактором является превышение уровней шума и вибрации. Шум может создаваться работающим оборудованием: буровыми установками, машинами. В результате исследований было доказано, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-2014[17] .

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Вибрация в бурении возникает при спуско-подъемных операциях от работающих двигателей (лебедки, насосов, вибросит). Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Различают местную и общую вибрацию. Общая вибрация наиболее вредна, чем местная. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90[18].

Использование средств индивидуальной защиты. Согласно инструкциям по технике безопасности предприятия применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники, звукоизолирующие шлемы

Так же на производительность труда сильно влияет освещённость рабочей зоны. Правильное освещение производственных помещений и рабочих мест оказывает благоприятное влияние на работоспособность человека, повышает производительность труда, снижает брак продукции. Резкие тени, утомляя глаза, нарушают их работоспособность и могут явиться непосредственными причинами несчастных случаев на производстве. Причиной несчастных случаев может явиться также ослепление работающих слишком ярким источником света. Освещение регламентируется СанПин 2.2.1/2.1.1 1330-03.[19] Нормативные параметры приведены в таблице 4.2.



Таблица 3.2 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г – горизонтальная, В-вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Искусственное освещение		
		Освещенность, лк		
		при комбинированном освещении		при общем освещении
		всего	от общего	
Забойная нефтяная шахта	Г-0,8	300	50	350

Тяжесть трудового процесса еще один фактор, осложняющий работу при шахтном способе разработки месторождения. К тяжести трудового процесса относят физические динамические нагрузки, вес поднимаемого груза и энергозатраты работника. Физический труд характеризуется большой нагрузкой на организм, требующей преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения, а также оказывает влияние на функциональные системы (сердечно-сосудистую, нервно-мышечную, дыхательную и др.), стимулирует обменные процессы. Основным его показателем является тяжесть. Энергозатраты при физическом труде в зависимости от тяжести работы составляют 4000 – 6000 ккал в сутки, а при механизированной форме труда энергетические затраты составляют 3000 – 4000 ккал.

Оценка тяжести физического труда для мужчин проводится на основе нормативного документа Р 2.2.2006-05 . При перемещении груза на расстояние более 5 м физическая динамическая нагрузка принимается 70000 кг\*м. При подъеме и перемещении тяжестей предельно допустимая масса груза составляет до 35 кг.

Напряженность трудового процесса. К напряженности относят длительность сосредоточенного наблюдения, нагрузка на слуховой и голосовой анализатор, плотность сигналов. Умственный труд связан с восприятием и переработкой большого количества информации.

Умственный труд объединяет работы, связанные с приемом и передачей информации, требующие активизации процессов мышления, внимания, памяти. Основным показателем умственного труда является напряженность, отражающая нагрузку на центральную нервную систему. Энергозатраты при умственном труде составляют 2500 – 3000 ккал в сутки.

Для того чтобы снизить утомляемость работников, необходима правильная организация рабочего места. В санитарных правилах и нормах даются общие требования к организации и оборудованию рабочих мест с ВДТ и ПЭВМ (СанПин 2.2.2/2.4.1340-03)[21].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Пыль воздуха рабочей зоны - это совокупность находящихся во взвешенном состоянии мельчайших твердых частиц, которые образуются в процессе производства и оказывают неблагоприятное воздействие на организм работающих. Воздушная среда производственных помещений, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда.

Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе производственных помещений, а также времени пребывания человека в этих помещениях. Предельно допустимые концентрации вредных веществ приведены в таблице 4.

Таблица 3.3 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Агрегатное состояние	Класс опасности	Особенности действия на организм
-----------------------	---------------------------	-------------------------	--------------------	----------------------------------------

Азота диоксид	2	п	3	0
Акролеин	0,2	п	II	
Алюминий и его сплавы	2	а	III	Ф
Аминопласты (пресс-порошки)	6	а	3	Ф, А
Аммиак	20	п	IV	
Ангидрид серный +	1	а	2	
Ангидрид сернистый +	10	п	3	
Ацетон	200	п	IV	
Бензол +	15/5	п	2	К
Бенз(а)пирен	0,00015	а	1	К
Бензин (растворитель, топливный)	100	п	IV	
Водород фтористый (фтороводород) (в пересчете на F)	0,5/0,1	п	1	О
Кислота азотная+	2	а	III	
Кислота серная+	1	а	II	
Ксилол	50	п	III	
Марганец в сварочных аэрозолях при его содержании:				
до 20%	0,2	а	II	
от 20 до 30%	0,1	а	II	
Углерода оксид	20	п	4	0

Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны регламентируется ГОСТ 12.1.005-88[23]. Условные обозначения: п - пары и (или) газы; а - аэрозоль; п+а - смесь паров и аэрозоля; О - вещество с остронаправленным механизмом действия, требующее автоматического контроля за его содержанием в воздухе.

### **3.5 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Движущиеся машины, механизмы производственного оборудования, передвигающие изделия при отсутствии защитных устройств являющиеся опасными производственными факторами и могут привести к травмированию, должны соответствовать требованиям действующих государственных стандартов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[22] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Следующие опасные факторы: разрушающие конструкции, подземные пожары и взрывы, обрушение горной породы, резкое изменение давления регламентируются рядом документов как государственных, так и разработанных на предприятиях. Общие требования пожарной безопасности как ЧС изложены в ГОСТ 12.1.004- 91[20].

На всех производственных объектах должен быть организован и отображен на стендах план эвакуаций. Персонал должен быть квалифицирован и обучен для реагирования на все случаи возникновения чрезвычайных ситуаций. Должен быть разработан план действий при возникновении какой-либо опасности. Должна быть подготовлена техника и оборудование для предотвращения или на случай устранения чрезвычайной ситуации.

На случай возникновения ситуации, когда предотвратить появление пожара всё же не удалось, на территории газораспределительной станции должны находиться первичные средства пожаротушения: емкость с песком, ведро, лопата,

багор, асбестовые покрывала, ручные огнетушители. Должны быть установлены планы эвакуации персонала.

Электробезопасность. В бурении шахт используется электроустановки высокого напряжения (выше 1000 В). Бурильщики и помощники должны иметь классификационную группу не ниже II по технике безопасности, согласно "Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

Основными мерами защиты при эксплуатации электроустановок являются: надежная изоляция пускорегулирующих аппаратов, контактов магнитных пускателей, автоматов, цепей автоматического электропривода.

По ПУЭ рабочая зона относится к классу II-III.

Для снижения опасности прикосновения создается защитное заземление. Защитное заземление является самым массовым средством защиты в электроустановках.

Заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ПУЭ и ГОСТ 12.1.030 – 81[22] «Защитное заземление. Зануление».

Для предупреждения несчастных случаев при использовании электроприборов необходимо:

- обеспечить защищенность токоведущих частей оборудования;
- допускать к работе лиц, получивших необходимую квалификацию;
- использовать защитные заземления.

Взрыво- и пожароопасность. Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» определяет основные положения технического регулирования в области пожарной безопасности и общие принципы обеспечения пожарной безопасности. Класс зоны по пожарной безопасности – II-1, так как в её пределах обращаются горючие жидкости с температурой возгорания 61 и более градуса Цельсия. Класс рабочей зоны по взрывной безопасности – 0-й класс.

Силовую и осветительную электропроводку на буровой площадке выполняют проводами и кабелями, сечения и защиту которых выбирают как для взрывоопасных помещений и установок.

Во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита в соответствии с СИ 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений". Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования безопасности:

- Применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения.
- Обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей.
- Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
- Установка молниеотводов.
- Проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами.
- Использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками.

### **3.6 Экологическая безопасность.**

При проведении буровзрывных работ и проходческих работ происходит загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.

Защита атмосферы. При добыче нефти происходит загрязнение атмосферы во время работы следующих сооружений:

- вентиляционный ствол НШ-1;

- производственная котельная;
- ремонтно-механические мастерские;
- нефтебаза с нефтеналивной эстакадой;
- блочно-кустовые насосные станции.
- участок деревообработки;
- пруд-отстойник;
- гаражи автотранспорта.

Вследствие работы всех этих сооружений в атмосферу выбрасываются вредные вещества. Непрерывное наращивание мощностей промышленного производства связано с увеличением выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, таких как оксиды углерода, оксиды азота, углеводороды, бенз(а)пирен, метан; толуол. Контроль над состоянием атмосферы осуществляется по следующим направлениям:

- контроль над выбросом загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на организованных источниках выброса;
- контроль над соблюдением норм допустимых выбросов вредных веществ, установленных для предприятия в целом.

Защита гидросферы. Наиболее активным загрязнителем воды является производство шахтных нефтесодержащих вод. Менее загрязнённые воды поступают от вспомогательных производств (мойки гаражей, промывки котельных, очистные сооружения посёлка, станочный парк).

Защита литосферы. Промышленные отходы: Металлом, Нефтепродукты, горная порода, опилки, горбыль, дрова, люминесцентные лампы, отработанные покрышки. Отходы перерабатываются на предприятии, или задействуют сторонние организации по вывозу и переработке мусора

### **3.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При возникновении аварийных ситуаций (газонефтеводопроявления, недопуск обсадной колонны и др.) решение об изменении проекта принимает руководитель буровой организацией. Принимаемые решения в любом случае не должны снижать надежность и эффективность последующей эксплуатации скважины и безопасность работ в шахте.

Сценарий аварии, связанный с обрушения пород, разрушение конструкций, подземных пожаров, повреждение движущимися механизмами, поражение обрушающимися механизмами происходит, вследствие буровых работ проводимыми в шахте.

В результате может произойти истечение бурового раствора и выброс пластового флюида из скважины, распространение его по поверхности, воспламенение выбрасываемых углеводородов, разрушение буровой установки и поражение людей, обслуживающих ее.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопроявлениями, обучение буровой бригады.

При снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора и к доведению его параметров до технологической необходимости. Скважина должна непрерывно доливать при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора долитого в скважину.

На буровой необходимо постоянно иметь запас бурового раствора, в случае поглощения раствора бурильные трубы поднимаются от забоя и приступают к наполнению скважины буровым раствором с наполнителем. Во избежание



прихватов, колонна должна находиться в подвешенном состоянии и периодически расхаживаться на длину свечи.

Порывы и разливы нефти. Ликвидация разливов нефти и подтоварной воды производится в следующей последовательности: тщательный осмотр места аварии, для определения объемов, характера и порядка необходимых работ; доставка технических средств к месту разлива нефти; локализация нефтяного загрязнения, включающая в себя оконтуривание нефтяного загрязнения: (на водной поверхности - боновыми заграждениями; на грунтовой поверхности - путем создания заградительных борозд, траншей или грунтовых обваловок с устройством защитных экранов, предотвращающих пропитку барьера нефтью); максимально возможный сбор свободной нефти с рельефа (используются нефтесборщики и вакуумные установки).

Восстановление продуктивности нефтезагрязненных земель, состав и порядок работ:

- первичное обследование нефтезагрязненных участков (отбор проб почвы (воды), определение границ разлива нефти и составление плана участка с выкопировкой схемы коммуникаций, составление характеристики загрязненного участка (лист экологической оценки));
- оценка степени загрязнения почв нефтью (визуально или по данным анализов) и давность разлива нефти (по соответствующему акту или по степени биодеграции нефти);
- выбор соответствующих технологических мероприятий по конкретному участку, согласно результатов первичного обследования;
- По окончании работ проводится сдача рекультивированных участков контролирующим органам.

При аварийных разливах нефти, минерализованной воды или бурового раствора их удаляют при помощи сорбентов. Использованные сорбирующие вещества либо сжигаются в качестве топлива, либо захороняются.

## **Вывод**

В ходе выполнения работы были проанализированы вредные и опасные факторы, действующие при добыче высоковязкой нефти шахтным методом.

Во избежание чрезвычайных ситуаций, работникам следует соблюдать требования безопасности и самостоятельно следить за выполнением условий и правил работы в шахтных условиях.

Пренебрежение правилами безопасности может привести не только к потере квалифицированной рабочей силы, но и повлечь за собой экологические катастрофы. Подобный исход непременно приведёт к дополнительным затратам предприятия на локализацию последствий аварий. Намного выгодней и проще предупредить чрезвычайные ситуации, чем устранять негативные последствия послеаварий.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Кабиканова Панагуль Сергеевна

Школа	ИШЭ	Отделение школы(НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость работ, материальных ресурсов согласно рыночным ценам Томского региона.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент – 1,3; - коэффициент доплат - 0,15; - накладные расходы – 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисление во внебюджетные фонды 30%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Анализ конкурентных технических решений, выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.	Проведение оценки ресурсной финансовой эффективности.
Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Матрица SWOT 2. Диаграмма Ганта	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Г	Кабиканова П.С.		

## **4 Финансовый менеджмент**

### **4.1 Введение**

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

## 4.2 Анализ конкурентных технических решений

Проведем оценку сравнительной эффективности разработки с помощью оценочной карты. Для этого отберем две организации, осуществляющих деятельность отдельно в сфере инженерных изысканий (условно Бк1) и в сфере геокриологического мониторинга (условно Бк2). Третья организация (Бф) осуществляет деятельность в сфере инженерных изысканий, но в качестве продукта предлагает комплексный подход – построение карт геокриологического районирования на основании выполненных собственными силами инженерных изысканий.

Позиция продукта каждой организации оценивается по показателям экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумму должны составлять 1.

Среди технических критериев оценки ресурсоэффективности выделим следующие:

Повышение производительности труда пользователя. По данному критерию организация Бф проигрывает, т.к. комплексность работ снижает производительность, а специализация ее увеличивает.

- Удобство в эксплуатации. Для заказчика комплексный подход всегда предпочтителен, поэтому организации Бф получает более высокую оценку
- Энергоэкономичность. Комплексность всегда ведет к экономии энергозатрат, организация Бф получает более высокую оценку.
- Надежность. По данному критерию организация Бф уступает, т.к. комплексность, учитывая предпроектный этап работ, снижает надежность расчетов.

К экономическим критериям оценки эффективности отнесем следующее:

- Конкурентоспособность продукта. Комплексный продукт более конкурентоспособен, этим организации Бф выигрывает о конкурентов.
- Цена. При создании комплексного продукта возможности для оптимизации материальных затрат больше, Бф получает более высокую оценку.
- Срок выполнения работ. При создании комплексного продукта возможности для оптимизации временных затрат больше (за счет независимости от исходных данных, которые находятся в рамках организации), Бф получает более высокую оценку.
- Уровень проникновения на рынок. Новому продукту только толькопредстоить занять место на рынке, в то же время существующие продукты уже занимают на рынке определенное место. Бф получает меньшую оценку.

Полученные результаты сведем в таблицу 4.1. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждой организации. Анализ технических и экономических критериев показал, что организация, предлагающая комплексный продукт (Бф) обладает преимуществом по сравнению с конкурентами.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Повышения производительности труда пользователя	0,10	4,00	5,00	5,00	0,40	0,50	0,50
2.Удобство в эксплуатации	0,10	5,00	3,00	3,00	0,50	0,30	0,30



3.Энергоэкономичность	0,10	5,00	4,00	4,00	0,50	0,40	0,40
4.Надежность	0,26	4,00	5,00	5,00	1,04	1,30	1,30
<i>Экономические критерии оценки эффективности</i>							
1.конкурентоспособность продукта	0,11	5,00	4,00	4,00	0,55	0,44	0,33
2.цена	0,15	5,00	4,00	4,00	0,75	0,60	0,60
3.срок выполнения работы	0,13	5,00	4,00	4,00	0,65	0,52	0,52
4.уровень проникновения на рынок	0,05	3,00	5,00	5,00	0,15	0,25	0,25
<i>Итого</i>	<i>1,00</i>				<i>4,54</i>	<i>4,31</i>	<i>4,20</i>

### 4.3 SWOT-анализ

SWOT – представляет собой комплексный анализ исследовательского проекта, применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Перечислим сильные и слабые стороны проекта, возможности и угрозы.

Выявим соответствие сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды.

В рамках данного этапа построим интерактивные матрицы проекта. Ее использование поможет разобраться с различными комбинациями взаимосвязей матрицы SWOT.

По полученным результатам составим итоговую матрицу SWOT- анализа (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – SWOT-анализ

	<i>Сильные стороны проекта:</i>	<i>Слабые стороны проекта:</i>
	С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность	Сл1. Необходимость наработки клиентской базы
	С2. Более низкая стоимость по сравнению с конкурентными предложениями	Сл2. Снижение надежности за счет комплексности

	С3. Более сжатые сроки выполнения по сравнению с конкурентными предложениями	Сл3. Необходимость приобретения специального программного обеспечения для расчета устойчивости
	С4. Комплексность (клиенториентированность)	Сл4. Необходимость дополнительного обучения сотрудников
<i>Возможности:</i>		
В1. Появление спроса со стороны недропользователей и проектных Организаций	В1В2С1, В1В2В3С3С4, В1В3С2	В1В3Сл1, В2В3Сл3, В4Сл4
В2. Сокращение сроков Проектирования		
В3. Благоприятная ситуация на рынке (не занятость ниши)		
В4. Использование возможности по привлечению молодых Специалистов		
<i>Угрозы:</i>		
У1. Введение дополнительных государственных требований к определенным видам деятельности (запрещение их совмещения)	У3С2	У2Сл3
У2. Повышение стоимости специального программного Обеспечения		
У3. Снижение стоимости в связи с усилением конкуренции в перспективе		
У4. Увеличение налоговой нагрузки и отчислений в фонды		

## 4.4 Планирование управления проектом

### 4.4.1 План проекта

#### График выполнения проекта

В рамках проекта предусматривается ряд последовательно выполняемых работ, каждая из которых завершается определенным результатом. Определим ключевые события проекта, даты и результаты которые должны быть получены по состоянию на эти даты.

В рамках планирования проекта необходимо построить календарный и сетевой графики, которые будут отражать время выполнения работы. Линейный график представим в виде таблицы (табл.4.3)

Таблица 4.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Календарное планирование работ	4	03.02.20	06.02.20	Руководитель, Исполнитель
Составления и утверждение тех. задания	49	07.02.20	25.03.20	Руководитель Исполнитель
Изучение литературы, составления литературного обзора.	8	30.03.20	6.04.20	Исполнитель
Выбор направления исследования	27	7.04.20	26.04.20	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	11	27.04.20	7.05.20	Исполнитель
Оформление выводов	17	8.05.20	24.05.20	Исполнитель
Оформление пояснительной записки	20	25.05.20	10.06.20	Руководитель Исполнитель
<b>Итого:</b>	136	03.02.20	10.06.20	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующими датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4.1)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4.2)$$

Где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году; ( $T_{\text{кал}} = 366$ );

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году; ( $T_{\text{вых}} = 104$ );

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году. ( $T_{\text{пр}} = 15$ );

$$k_{\text{кал}} = 366 / (366 - 104 - 15) = 1,48$$

Расчет рабочих дней:

- Руководитель :  $T_p = \frac{T_k}{k_{\text{кал}}} = \frac{3+4+16}{1,48} = 16 \text{ раб.дн.}$
- Исполнитель :  $T_p = \frac{T_k}{k_{\text{кал}}} = \frac{116}{1,48} = 78 \text{ раб.дн.}$

Таблица 4.4 – Календарный план-график проведения работ по теме

Вид работ	Исполнители	Тк, кол,дн	Продолжительность выполнения работ														
			Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Календарное планирования работ	Руководитель	4															
Составления и утверждение тех. задания	Исполнитель Руководитель	49															
Изучения литературы составления литературного обзора.	Исполнитель	8															
Выбор направления исследования.	Исполнитель	27															
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель	11															
Оформление выводов	Исполнитель	17															
Оформление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель	20															
Исполнители																	

#### 4.4.2 Бюджет проводимого исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат

включают транспортно–заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Канцелярские товары (бумага)	шт	2	4	3	2	2	2	4	8	6
ИТОГО:								4	8	6

#### Специальное оборудование для (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 4.6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.6 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для работ»

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудование, (Зм), т.руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Компьютер	шт	2	1	1	30	50	40	60	50	40

Монитор	шт	1	2	2	5	7	7	5		
ИТОГО:								65	50	40

В смете затрат оборудование учитывается по амортизации. Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Норма амортизации,	Стоимость, руб			Период использования, дней			Сумма амортизации, руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Компьютер	20	60000	50000	40000	100	95	97	3333,3	2638,9	2155,6
Монитор	20	5000	14000	14000	94	95	95	261,1	738,9	738,9
ИТОГО:								3594,4	3377,8	2894,5

#### 4.4.3 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З <sub>б</sub> , руб.	k <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб	З <sub>дн</sub> , руб.	T <sub>р</sub> , раб.дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель	30850	1,3	40105	2095,9	16	33534,4
Исполнитель	12130		15769	824,1	74	60983,4

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.3)$$

Где Z<sub>осн</sub>, Z<sub>доп</sub> – основная и дополнительная заработная плата;

Основная заработная плата (Z<sub>осн</sub>) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.4)$$

где Z<sub>осн</sub> – основная заработная плата одного работника;

T<sub>р</sub> – продолжительность работ, выполняемых техническим работником, раб.дн. (таблица 4.8);

Z<sub>дн</sub> – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.5)$$

где Z<sub>м</sub> – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

при отпуске в 24 раб.дня M = 11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней M = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени технического персонала, раб.дн(таблица 4.9).

Таблица 4.9– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней –выходныедни –праздничныедни	118	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы поболезни	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4.6)$$

где  $Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата, руб;  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.

В таблице 4.10 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы



Таблица 4.10 – Заработная плата исполнителей.

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	33534,4	60983,4
Дополнительная зарплата	5030,2	9147,5
Итого по статье $C_{зп}$	38564,6	70130,9

#### 4.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (4.7)$$

где  $k_{внеб} = 30\%$  коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 4.11).

Таблица 4.11 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	38564,6	70130,9
Отчисления на социальные нужды	11569,4	21039,3

#### 4.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{нр}, \quad (4.8)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Разработка	Аналог1	Аналог2
Материальные затраты	4000	8000	6000
Амортизационные отчисления	3594,4	3377,8	2894,5
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	94517,8		
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	14177,7		
Отчисления вовнебюджетные фонды	32608,6		
Накладные расходы	23823,76	24429,1	24031,77
Бюджет затрат	172722,26	177681,9	174230,37

#### **4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения исследования (таблица 4.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{172722,26}{177681,9} = 0,97, \quad (4.9)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{177681,9}{177681,9} = 1, \quad (4.10)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{174230,37}{177681,9} = 0,98 \quad (4.11)$$

где  $I_{\Phi}^p$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость i-го варианта исполнения;  $\Phi_{pi}$  – максимальная стоимость исполнения исследовательского проекта.

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a \quad (4.12)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p \quad (4.13)$$

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;  $a_i$  – весовой коэффициент i-го параметра;  $b_i^a$ ,  $b_i^p$  – бальная оценка i-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 4.14

Таблица 4.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент Параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности	0,1	4	5	3

труда				
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,35 \quad (4.14)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,8, \quad (4.15)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 3,9, \quad (4.16)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ( $I_{\text{финр}}^p$ ) и аналога ( $I_{\text{финр}}^a$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,35}{0,97} = 4,48, \quad (4.17)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,8}{1} = 4,8, \quad (4.18)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,9}{0,98} = 3,99, \quad (4.19)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 4.15).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{4,48}{3,99} = 1,12, \quad (4.20)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{р}}}{I_{\text{финр}}^{\text{а2}}} = \frac{4,48}{4,8} = 0,933, \quad (4.21)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ср}}$  – сравнительная эффективность проекта;  $I_{\text{тэ}}^{\text{р}}$  – интегральный показатель разработки;  $I_{\text{тэ}}^{\text{а}}$  – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 4.15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель Разработки	0,97	1	0,98
2	Интегральный показатель ресурсоэффе ктивности разработки	4,35	4,8	3,9
3	Интегральный показатель Эффективности	4,48	4,8	3,99
4	Сравнительная эффективность вариант ов исполнения	1,12	0,933	

## Выводы

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проекта, на основании которого была построена диаграмма Ганта;

- определение бюджета проекта. При использовании разработка исполнения потребуется 165655,4 – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;

- определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет трех исполнениях не большая. Наименьшая сумма – 165655,4 руб., а наибольшая – 168553 руб. Учитывая показатели ресурсной эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

## **Заключение**

В работе были рассмотрены методы добычи высоковязкой нефти, а так же достоинства и недостатки каждого из методов. Были рассмотрены возможные перспективы развития уже имеющихся и регулярно используемых методов.

Карьерная добыча нефти является самой эффективной для месторождений высоковязкой нефти и природных битумов. Такой метод добычи позволяет непосредственно контактировать с коллектором и довести коэффициент извлечения нефти до максимума. Однако, карьерная добыча требует определённые геологические условия залегания пласта. Главным условием является небольшая глубина залегания коллектора

Шахтная добыча нефти так же как и карьерная связана с непосредственным контактом с разрабатываемой залежью. Существует возможность непосредственного контакта с объектом разработки, что позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти. Недостатком такого метода является необходимость работы людей в шахтных условиях. Так же, для осуществления данного метода требуется не большая глубина залегания пласта. В случае с паротепловой обработкой скважины увеличивается температура коллектора в ограниченной области вокруг скважины. Использование пара как вытесняющего элемента неизбежно приведёт к росту обводнённости продукции скважины. Главным недостатком в обоих случаях является потеря большого количества тепловой энергии в стволе скважины.

Технология внутрипластового горения позволяет существенно увеличить температуру пласта и соответственно значительно уменьшить вязкость нефти. Минусами этого метода является выгорание тяжелых фракций нефти. Так же процесс горения является трудно контролируемым, что серьезно осложняет эксплуатационные возможности данного метода.

Технология нагнетания бинарной на данный момент является одной из самых перспективных и научно исследуемых методов добычи нефти. Этот метод имеет несколько применений. На данный момент исследуются высокоэнергетические составы бинарных смесей, способных прогреть коллектор на сотни градусов. Существуют вещества, выделяющие при реакции водород, который впоследствии может вступать в реакцию гидрокрекинга прямо в пласте. Такой тип позволит уменьшить обводнённость продукции. Высокоэнергетические бинарные смеси позволяют проводить горячий ГРП, за счет энергии выделяемых в ходе реакции газов. Недостатком такого метода является вероятность взрыва, в результате недостаточного контроля за температурой в пласт



### **Список использованных источников.**

1. Свойства трудноизвлекаемой нефти в базе данных информационно- вычислительной системы по нефтехимической геологии / Ященко И.Г. // Вестник ЦКР Роснедра. 2012. №3. С. 27 – 31.
2. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Полищук Ю.М., Ященко И.Г. // Нефтегазовое дело. 2005 г.
3. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей / Рузин Л.М. // Известия Коми научного центра УРО РАН. 2010. №2. С. 92 – 97.
4. Большое будущее, о комплексном развитии нефтетитанового месторождения / Колесников Б. Н. // Регион 2013г. №1
5. Термошахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами / Ю. П. Коноплев // Горн. информ.-аналит. бюл. 2005. № 3. С. 246-253. - Библиогр.: с. 253
6. Применение новых технологий в добыче нефти : учебное пособие / Г. А. Билалова, Г. М. Билалова. — Волгоград: Ин-фолио, 2009. — 272 с.
7. Проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти/ В.С. Рудой, А.С. Жданова. — М .: Москва 2006 г.
8. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов / Николин И.В. //Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. 2007 г. № 2. С. 54 – 67.
9. Геология и освоение природных битумов/ Г.Т. Юдин, П.С. Жабрева, Г.Г. Габалян, Н.В. Колесникова, Г.С. Калмыков, Б.Е. Кисилenko. — М.: Наука, 1983 г., – 111с.
10. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов: пер. с фр. / Ж. Бурже; под ред. В. Ю. Филановского. — Москва: Недра, 1988.

— 421 с.

11. Е.Н. Александров, Д.А. Леменовский, А.Л. Петров, В.Ю. Лиджи – Горяев / Технология термохимического стимулирования добычи нефти и битумов с уменьшением количества воды в нефтяном пласте. – Георесурсы. 2009. N4. С. 312-320.

12. Н.М. Кузнецов, Е.Н. Александров / Безопасность применения бинарных смесей для стимулирования нефтедобычи. – Георесурсы. 2017 Т.18.№3.Ч.1. С. 154-159.

13. Александров Е.Н., Александров П.Е., Варфоломеев С.Д. Технология добычи нефти на выработанных месторождениях на основе реакции бинарных смесей. Точка опоры. 2013. №168. С. 15.

14. Статья 212 ТК РФ Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий труда и охраны труда

15. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования. Термины и определения: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 17 июля 1980 г. №3649. Дата введения 1982-01-01 – URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200234> –Текст: электронный.

16. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны от 13 февраля 2018 года N 25 URL: <http://docs.cntd.ru/document/557235236>–Текст: электронный.

17. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание). Термины и определения: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 1 ноября 2015 г. №3649. Дата введения 2015-11-01 – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> – Текст: электронный.

18. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. Термины и определения: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 13.07.90 г. № 2190. Дата введения 1991-07-01 – URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200329> –Текст: электронный.

19. СанПин 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\* (с Изменением N 1). Дата введения 2017-05-08 01 – URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> –Текст: электронный.

20. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). Термины и определения: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 14.06.91 г. № 875. Дата введения 1992-07-01 – URL: <http://docs.cntd.ru/document/9051953> –Текст: электронный.

21. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. Дата введения 2003-06-13 – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901865498> – Текст: электронный.

22. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1) Термины и определения: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30 октября 1981 г. №4772. Дата введения 1982-07-01 – URL: <http://docs.cntd.ru/document/9051598> –Текст: электронный.

23. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

(с Изменением N 1) Термины и определения: утвержден и введен в действие  
Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 29.09.88  
г.№3388.      Дата      введения      1989-01-01      –      URL:  
<http://docs.cntd.ru/document/1200003608> –Текст: электронный.